

# **Groningengas op de Noordwest-Europese gasmarkt**

-

*Samenvattende rapportage bij de  
onderzoeken 7, 8 en 9*

**Ministerie van Economische Zaken  
Directie Energiemarkt  
November 2013**

In het kader van de aardbevingen in het Groningenveld wordt ook onderzoek gedaan naar de rol en positie van het Nederlandse aardgas en dan met name het Groningengas op de Noordwest-Europese gasmarkt en naar de betekenis van dit gas voor de rijksbegroting.

De belangrijkste daarbij voorliggende vragen zijn:

- in welke mate kan het eventueel beperken van de productie van Groningengas worden opgevangen door de inzet van gas uit andere bronnen zonder dat de leveringszekerheid in gevaar komt;
- wat zijn de bestaande, reeds aangegane verplichtingen voor de levering van Nederlands gas en zijn er omstandigheden waaronder deze verplichtingen niet of slechts beperkt hoeven te worden nagekomen;
- wat zijn de gevolgen van het eventueel beperken van de productie van Groningengas en het niet of slechts beperkt nakomen van reeds aangegane leveringsverplichtingen voor de rijksbegroting.

Deze vragen zijn in de afgelopen periode uitgediept door middel van drie onderzoeken (voor iedere vraag één) die zijn uitgevoerd door Gasunie Transport Services (GTS), GasTerra, Financiën en EZ. Deze samenvattende rapportage is opgesteld door EZ.

De verslagen van de onderzoeken zijn als bijlagen bij deze rapportage gevoegd.

## **0. Opzet van de rapportage**

Om tot conclusies te kunnen komen ten aanzien van (de omvang van) een eventuele productiebeperking en de gevolgen daarvan voor de voorzieningszekerheid, de bestaande leveringsverplichtingen en de rijksbegroting wordt in deze rapportage allereerst een beeld geschetst van de rol en de positie die het Nederlandse gas, en meer in het bijzonder het Groningengas, inneemt op de Noordwest-Europese gasmarkt<sup>1</sup>. Ingegaan wordt op fysieke kenmerken van het Nederlandse en Groningengas en op het functioneren van de markt. Vervolgens wordt ingegaan op de richting waarin de Noordwest-Europese gasmarkt zich wat betreft vraag en aanbod de komende jaren naar verwachting zal ontwikkelen. Daarbij is er voor gekozen om cijfers weer te geven voor drie steekjaren, te weten 2014, 2019 en 2024. Dit haakt aan bij het verslag van onderzoek 7, voorkomt eindeloze reeksen cijfers en geeft tegelijkertijd toch inzicht in de richting waarin de markt zich zal ontwikkelen.

Vervolgens wordt ingegaan op de (Europese) wet- en regelgeving die geldt ten aanzien van de gasmarkt. Het gaat dan onder meer om de regulering van de Groningenproductie, de wettelijk taak van GTS ten aanzien van kwaliteitsconversie en de Europese verordening leveringszekerheid aardgas. Daarna wordt ingegaan op de resultaten van de onderzoeken

Met dit alles worden het kader geschetst benoemt waarbinnen, uit oogpunt van het functioneren van de markt en de voorzienings- en leveringszekerheid, een eventuele productiebeperking moet worden geplaatst en beoordeeld.

Tot slot worden de onderzoeksvragen beantwoord, dit met inachtneming van een aantal aandachtspunten.

## **1. Groningengas in Nederland en Noordwest-Europa**

### Gaskwaliteiten

Een uniek kenmerk van het Groningengas is de verbrandingswaarde van dit gas. Deze waarde, die wordt aangeduid met de Wobbe-index, bedraagt 43,8 MJ/m<sup>3</sup> en ligt daarmee lager dan de verbrandingswaarde van vrijwel alle gas dat elders in de wereld wordt gewonnen. Dit zorgt ervoor dat Groningengas niet zonder meer kan worden uitgewisseld tegen dan wel ingewisseld voor gas dat uit andere bronnen afkomstig is.

---

<sup>1</sup> Voor deze rapportage omvat de Noordwest-Europese gasmarkt de gasmarkten van Nederland, België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. Deze landen en markten zijn onderling sterk met elkaar verbonden, zowel door middel van fysieke verbindingen (pijpleidingen) als door marktpartijen die op meerdere van deze markten actief zijn.

Vanwege deze verschillen in verbrandingswaarde wordt het Groningengas vaak aangeduid als laagcalorisch gas. Dit om het te onderscheiden van het uit andere bronnen afkomstige hoogcalorische gas. Dit onderscheid dient ook te worden gemaakt bij de aflevering van het gas want gastoestellen zijn in het algemeen slechts toegerust voor één van beide kwaliteiten. Het Nederlandse gastransportnet kent om die reden gescheiden netwerken voor hoog- en laagcalorisch gas. Deze netwerken zijn via kwaliteitsconversie administratief en fysiek met elkaar zijn verbonden (zie verder).

Bij het transport van gas worden de volgende parameters worden gehanteerd<sup>2</sup>:

- hoogcalorisch gas: Wobbe-index 47 – 57,5 MJ/m<sup>3</sup>;
- laagcalorisch gas: Wobbe-index 43,44 – 47,11 MJ/m<sup>3</sup>.<sup>3</sup>

Deze parameters hebben betrekking het gas dat in het transportnet (respectievelijk dat voor hoogcalorisch en dat voor laagcalorisch gas) mag worden ingevoegd. Bij de onttrekking aan laagcalorische transportnet moet vervolgens onderscheid wordt gemaakt tussen binnenlandse exitpunten en exitpunten op de grens (de exportpunten). De Wobbe-index voor de binnenlandse exitpunten bedraagt maximaal 44,41 MJ/m<sup>3</sup>.<sup>4</sup>

#### *Gaskwaliteit op exportpunten*

Voor de grote exportpunten voor laagcalorisch gas (Oude Statenzijl, Winterswijk, Zevenaar en Hilvarenbeek) geldt een formele Wobbe-index van 42,7 – 46,9 MJ/m<sup>3</sup>.

Dit zijn waarden afkomstig vanuit de geïntegreerde Gasunie (en de toenmalige exportcontracten van Gasunie met de buitenlandse kopers van gas) en zijn nog steeds onderdeel van de transport condities die de shippers ondertekenen bij het aangaan van een transportcontract. GTS streeft er naar voor deze exportpunten Grid Connection Agreements op te stellen waarin aangepaste specificaties kunnen verschijnen.

In de praktijk geldt voor het te leveren gas als ondergrens voor de Wobbe-index:

- Oude Statenzijl: 43,8 MJ/m<sup>3</sup>, op dit exportpunt is dit tevens de bovengrens;
- Winterswijk/Zevenaar: 45 MJ/m<sup>3</sup>;
- Hilvarenbeek: 44,2 MJ/m<sup>3</sup>.

Dit leidt tot de volgende bijzonderheden die van invloed zijn op een eventuele productiebeperking voor het Groningenveld:

- Om het Groningengas te kunnen afleveren als laagcalorisch gas binnen de specificaties die gelden op de exitpunten van het landelijk gastransportnet en die afgeleid zijn van de eisen waaraan de aangesloten apparatuur moet voldoen, wordt het Groningengas verrijkt door toevoeging van hoogcalorisch gas. Deze verrijking bedraagt ca. 7% voor de meeste binnenlandse exitpunten en ca. 22% voor de meeste exportpunten. Dit uitgaande van een Wobbe-index voor het hoogcalorisch gas van 51,8 MJ/m<sup>3</sup>, zijnde de (gemiddelde) waarde van het hoogcalorisch gas dat wordt gewonnen uit de Nederlandse kleine velden. Mocht deze Wobbe-index stijgen, bijvoorbeeld als gevolg van toenemende import, dan daalt het percentage van de verrijking en is er meer Groningengas nodig om dezelfde hoeveelheid laagcalorisch gas te leveren.
- Het Groningengas kan worden 'vervangen' door hoogcalorisch gas dat wordt omgezet naar laagcalorisch gas door toevoeging van stikstof. Het gas dat dan ontstaat wordt aangeduid als pseudo L-gas.

De beheerder van het landelijk gastransportnet, GTS, beschikt daartoe over zogenaamde conversie-installaties te Ommen, Wieringermeer en Pernis en een stikstof caverne te Heiligerlee met een daaraan gekoppelde menginstallatie in Zuidbroek<sup>5</sup>. De capaciteit van deze

<sup>2</sup> Zie: Aansluitvoorwaarden Gas – LNB per 15 januari 2012, [www.acm.nl](http://www.acm.nl).

<sup>3</sup> Het gas dat aan deze specificaties voldoet wordt in Nederland ook wel aangeduid als Groningengas (of G-gas). In deze rapportage wordt de term Groningengas alleen gehanteerd voor het gas dat een calorische waarde heeft die gelijk is aan die van gas dat afkomstig is uit het Groningenveld (Wobbe-index 43,8 MJ/m<sup>3</sup>).

<sup>4</sup> Dit met uitzondering van enkele exitpunten in de directe nabijheid van het Groningenveld waar gas met een Wobbe-index van 43,8 MJ/m<sup>3</sup> moet worden geleverd.

<sup>5</sup> Naast GTS beschikt ook de beheerder van Franse transportnet voor laagcalorisch gas, GRT Gaz, over conversie-installaties. Deze zijn beperkt van omvang.

installaties (d.w.z. de hoeveelheid hoogcalorisch gas die binnen een bepaalde tijdseenheid kan worden omgezet naar laagcalorisch gas) wordt niet alleen bepaald door de in- en uitvoer capaciteit van de installaties, maar ook door de Wobbe-index van het te converteren hoogcalorisch gas. Naarmate de Wobbe-index hoger is dient er meer stikstof te worden toegevoegd en kan er minder gas worden geconverteerd. Dit kan worden opgevangen door uitbreiding van een bestaande of aanleg van een nieuwe conversie-installatie, daar is een termijn van ca. vijf jaren mee gemeoid.

*Gaskwaliteit: meer dan alleen de Wobbe-index*

De Wobbe-index is een belangrijke, maar niet de enige factor die invloed heeft op de kwaliteit van gas. Een andere belangrijke factor is de hoeveelheid propaan die in het gas zit. Dit wordt uitgedrukt in propaan equivalenten, de zogenaamde PE-waarde. Het gas dat in Nederland wordt geproduceerd, geïmporteerd en geconsumeerd heeft thans een PE-waarde lager dan 5. De apparatuur van Nederlandse eindverbruikers is daarop ingesteld.

Met toenemende import als gevolg van de afnemende gasproductie is de kans aanwezig dat er hoogcalorisch gas naar Nederland komt met een PE-waarde die hoger ligt. Deze kans doet zich vooral bij de aanvoer van LNG voor. Om te voorkomen dat laagcalorisch gas wordt verrijkt met gas met een PE-waarde hoger dan 5 en om te voorkomen dat gas met een PE-waarde hoger dan 5 wordt geconverteerd tot pseudo L-gas, dient GTS maatregelen te nemen in het transportsysteem. GTS geeft aan daartoe in staat te zijn.

De Noordwest-Europese gasmarkt.

De omvang van de Noordwest-Europese markt is ca. 300 miljard m<sup>3</sup>/jaar. De verwachte gasbalans van Noordwest-Europa laat voor 2013 het volgende beeld zien:

Gasproductie Noordwest-Europa	139	Gasvraag Noordwest-Europa	307
Import van buiten NW-Europa	188	Export naar buiten NW-Europa	20
Totaal	327	Totaal	327

Bron: IHS CERA; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> en omgerekend naar Groningen equivalenten

De Noordwest-Europese gasmarkt wordt in 2013 dus voor iets meer dan 40% beleverd uit eigen productie die voor de helft (74 miljard m<sup>3</sup>) uit Nederland afkomstig is. De rest van het gas is afkomstig uit Noorwegen (103 miljard m<sup>3</sup>) en Rusland (48 miljard m<sup>3</sup>) en daarnaast in de vorm van LNG (34 miljard m<sup>3</sup>).

*De rol van laagcalorisch gas en Groningengas*

Binnen Noordwest-Europa wordt laagcalorisch gas gebruikt in Nederland, België, Duitsland en Frankrijk. Het gaat daarbij om een markt van ca. 70 miljard m<sup>3</sup>/jaar.

	Verwachte gasvraag in 2013		Verwachte gasproductie in 2013	
	totaal <sup>a)</sup>	waarvan L-gas <sup>b)</sup>	totaal <sup>a)</sup>	waarvan L-gas <sup>b)</sup>
Nederland	48	30	74	48
België	19	5	-	-
Denemarken	5	-	5	-
Duitsland	92	30	9	9
Frankrijk	51	5	1	-
Verenigd Koninkrijk	92	-	50	-
Totaal	307	70	139	57

Bron: <sup>a)</sup> IHS CERA en <sup>b)</sup> GTS Rapport voorzieningszekerheid Gas 2012; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> en omgerekend naar Groningen equivalenten

De markt voor laagcalorisch gas wordt voor het overgrote deel beleverd vanuit Nederland en meer in het bijzonder het Groningenveld. In de dan nog resterende vraag naar laagcalorisch gas wordt voorzien door de Duitse productie, het verrijken van Groningengas en het converteren van hoogcalorisch gas.

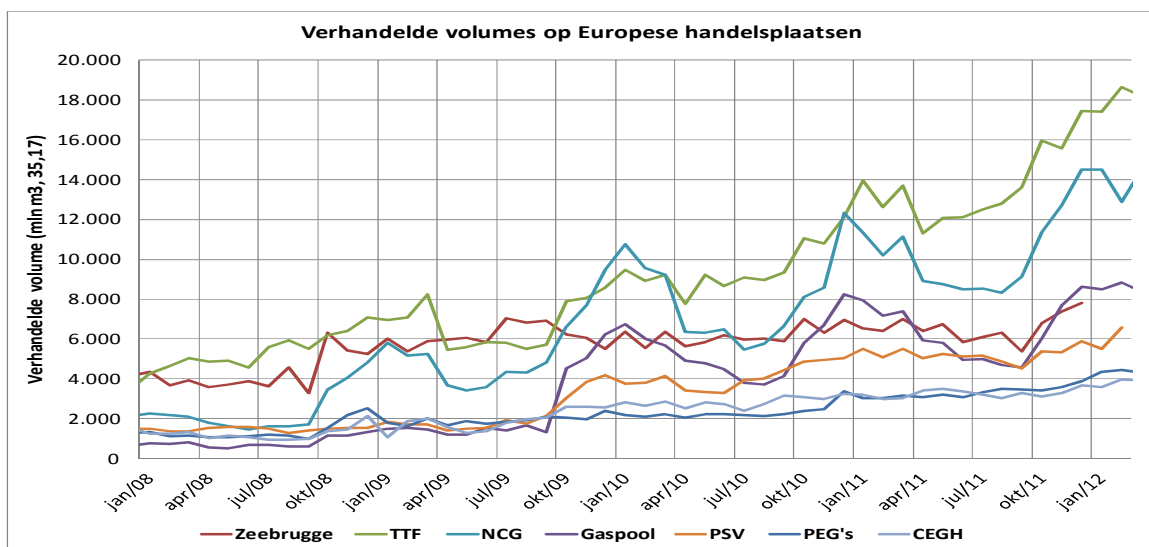
Overigens neemt de productie van laagcalorisch gas de komende jaren af. In 2023 zal de productie van Groningengas zijn gedaald tot ca. 30 miljard m<sup>3</sup> en zal de Duitse productie zijn gehalveerd<sup>6</sup>. Hoe de vraag naar laagcalorisch gas zich bij deze afnemende productie zal ontwikkelen is niet met zekerheid te zeggen, maar de verwachting is dat ook deze zal afnemen, ook omdat op termijn regio's en marktgebieden de overstap zullen maken van laagcalorisch naar hoogcalorisch gas. Zo wordt in Duitsland vanaf 2020 begonnen met het grootschalig ombouwen van gastoestellen om die geschikt te maken voor hoogcalorisch gas. GTS bouwt de laagcalorisch gas capaciteit op de exportpunten met Duitsland vanaf 2020 met jaarlijks 10% af. Ook voor Nederland op termijn ombouw voorzien, maar de verwachting is dat dit pas 2030 zal plaatsvinden.

### *Eén gasmarkt*

Dat op de Noordwest-Europese gasmarkt zowel hoog- als laagcalorisch gas wordt gebruikt, kan tot het idee leiden dat er dan ook sprake is van twee markten die ieder een eigen prijs en prijsvorming kennen. Dat is niet het geval. Vooral als gevolg van ontwikkelingen binnen Nederland (de zogenaamde gasmarktmaatregelen uit 2011) is er sprake van één markt voor gas waarbij er één prijs tot stand komt die is gerelateerd aan kilowatturen (de energie-inhoud). De stappen die hiertoe in Nederland zijn gezet en die hebben geleid tot een 'kwaliteitsloze' gashandel op en via de Title Transfer Facility (TTF), het virtueel overdrachtspunt voor gas in het transportnet van GTS, en de daaraan gekoppelde beurs, hebben inmiddels navolging gekregen in Duitsland en Frankrijk. Gezien de relatief beperkte rol van laagcalorisch gas op de totale Noordwest-Europese markt is dit een logische en voor de hand liggende ontwikkeling. Bij deze ontwikkeling is een belangrijke rol voor GTS weggelegd. Hoewel GTS niet zelf in gas handelt (en dat ook niet mag), dient het er voor te zorgen dat de gasstromen die worden ingevoerd in het landelijk transportnet en daaruit worden afgenomen niet alleen qua volume met elkaar in overstemming zijn, maar ook niet tot problemen leiden vanwege verschillen in kwaliteit. Een gastransporteur ('shipper') kan immers hoogcalorisch gas invoeden in het net, bijvoorbeeld in de vorm van Noors gas op het entrypunt Oude Statenzijl, om vervolgens laagcalorisch gas te exporteren naar België via het exportpunt Hilvarenbeek. Het is een taak van GTS om ervoor te zorgen dat dit niet tot problemen leidt.

### *Handel via handelsplaatsen*

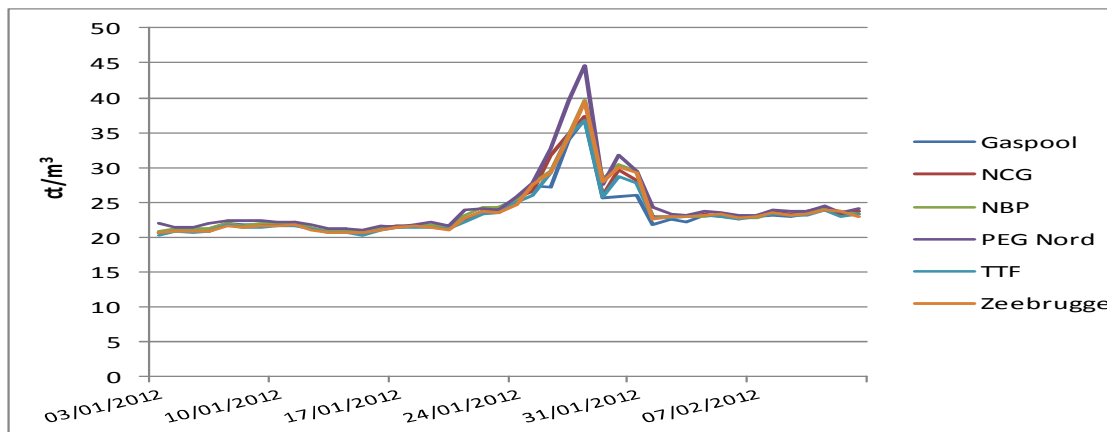
Als gevolg van de liberalisering van de gasmarkt wordt in Noordwest-Europa steeds meer gas verhandeld via handelsplaatsen. De grootste is het Britse National Balancing Point (NBP), gevolgd door de Nederlandse TTF. Andere handelsplaatsen zijn Net Connect Germany (NCG) en GasPool (Duitsland), Zeebrugge (België) en PEG Nord en PEG Sud (Frankrijk).



Bron: Europese Transmissiesysteembeheerders; ontwikkeling handelsplaatsen in Noordwest-Europa (excl. NBP)

<sup>6</sup> Tussen 2000 en 2013 is de Duitse productie ook al gehalveerd van ca. 20 miljard m<sup>3</sup> naar 9 miljard m<sup>3</sup>.

Inmiddels wordt zo'n 80% van het gas dat in Noordwest-Europa wordt verbruikt geleverd via handelsplaatsen. Daarmee heeft de verhandelbaarheid van gas een enorme impuls gekregen. Levering op een handelsplaatsen stelt de koper namelijk in staat om het gas ook weer door te verkopen, bijvoorbeeld als hij het op het moment van levering niet zelf kan gebruiken of er een marge op kan maken. Als de koper het gas op zijn aansluiting zou ontvangen, hetgeen tot voor kort de standaard was, is doorverkopen niet mogelijk. Een gevolg van deze ontwikkeling is dat de gasprijzen die op de diverse handelsplaatsen in Noordwest-Europa tot stand komt steeds meer naar elkaar toegroeien, ook op die momenten dat er sprake is van extra (piek) vraag, bijvoorbeeld in het geval van erg koud weer zoals begin 2012 het geval was:



Bron: ICIS Heren "day ahead assessments"

Een ander gevolg is dat binnen Noordwest-Europa lange termijn leveringscontracten aan belang afnemen en datzelfde geldt voor de koppeling van de gasprijs aan de olieprijs. In plaats daarvan neemt de handel in korte termijn producten als jaar-, maand- en daggas, sterk toe en deze producten kennen allemaal hun eigen (gas)prijs. Dit heeft ook tot gevolg dat er steeds minder gas is en wordt gecontracteerd om nu al zeker te stellen dat Noordwest-Europa ook over enkele jaren is voorzien van gas. Zo blijkt uit het Rapport Voorzieningszekerheid Gas 2013 dat er tot 2016 voldoende gasstromen zijn gecontracteerd om te voldoen aan de Nederlandse vraag, voor de jaren daarna zal aanvullend gas moeten worden gecontracteerd, hetzij op de TTF hetzij elders<sup>7</sup>. Hierbij past de kanttekening dat een aanzienlijk deel van het Nederlandse gas op basis van lange termijn contracten is verkocht aan afnemers in de ons omringende landen. Deze contracten dateren vrijwel allemaal uit de vorige eeuw en hebben een looptijd tot 2020 en verder. Nederlandse afnemers hadden voorheen ook dergelijke langlopende contracten maar thans niet meer (op één partij na).

#### Groningen: volume én flexibiliteit

Binnen Nederland, maar ook in de andere landen die laagcalorisch gas gebruiken, wordt een groot deel van dit gas afgenomen door huishoudelijke en kleinzakelijke gebruikers. Zo gaat van de 30 miljard m<sup>3</sup> die in Nederland per jaar aan laagcalorisch gas wordt verbruikt zo'n 10 miljard m<sup>3</sup> naar huishoudens. Zij gebruiken dit gas eerst en vooral voor verwarming. Datzelfde geldt voor het laagcalorisch gas dat wordt afgenomen door kantoren, instellingen en winkels (ca. 5 miljard m<sup>3</sup>) en bedrijven (ca. 8 miljard m<sup>3</sup>), waaronder de tuinbouw. De resterende 7 miljard m<sup>3</sup> wordt geleverd aan elektriciteitscentrales, de grote industrie en via de TTF aan andere afnemers. Gevolg is dat de vraag naar laagcalorisch gas in belangrijke mate temperatuur gestuurd is. Dat maakt deze vraag niet alleen onvoorspelbaar, maar zorgt er ook voor dat deze sterk wisselt over het jaar heen. Zo kan de vraag naar laagcalorisch gas in een wintermaand drie keer hoger liggen dan in een zomermaand. Bij hoogcalorisch gas, dat binnen Nederland vooral wordt ingezet voor industrieel grootgebruik en elektriciteitsproductie, is dit verschil veel minder groot (alhoewel ook

<sup>7</sup> Rapport Voorzieningszekerheid Gas 2013; GTS.

daar fluctuaties voorkomen). Om met de levering van gas te kunnen inspelen op deze fluctuaties in de vraag is flexibiliteit nodig.

De onderstaande tabel geeft een indicatie van de rol die Nederland speelt als leverancier van flexibiliteit en meer in het bijzonder de rol die Groningen daarbij speelt. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen de periode oktober t/m maart (winter) en april t/m september (zomer). Voor ieder van die perioden is aangegeven:

- De invoeding in het transportnet van GTS vanuit offshore velden, on-shore gasvelden, de opslagen en op de grenspunten (import).
- De geëxporteerde hoeveelheid gas.
- De hoeveelheid die wordt ingevoerd in de distributienetten. Via deze netten wordt gas geleverd aan onder meer huishoudens
- De directe levering. Dit betreft de levering aan grote industriële afnemers en elektriciteitscentrales.

	2009-2010		2010-2011		2011-2012	
	oktober - maart	april - september	oktober - maart	april - september	oktober - maart	april - september
Invoeding offshore	14,8	12,5	12,9	10,8	12,6	11,1
Invoeding on-shore	38,8	19,7	40,1	19,2	36,8	19,9
• waarvan Groningen <sup>8</sup>	(34,5)	(15,9)	(36,0)	(15,3)	(32,5)	(16,3)
Invoeding opslagen <sup>9</sup>	3,6	-5,5	4,0	-5,1	2,5	-5,0
Import	8,8	9,3	8,5	9,3	9,5	8,9
Totaal invoeding	66,0	36,0	65,5	34,2	61,4	34,9
Export	35,9	19,8	35,8	18,9	35,0	20,5
Distributienetten	17,4	6,0	17,5	4,9	15,3	5,7
Directe levering	12,7	10,2	12,2	10,4	11,1	8,7
Totaal onttrekking	66,0	36,0	65,5	34,2	61,4	34,9

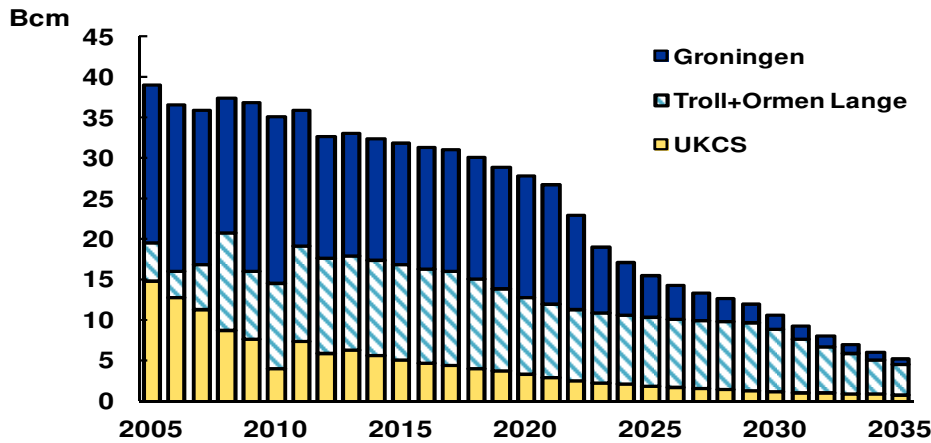
Bron: Gasunie Transport Services, Gasbalans, zie: [www.gasunietransportservices.nl/](http://www.gasunietransportservices.nl/) en TNO, jaarverslagen Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, zie [www.nlog.nl/nl/home/NLOGPortal.html](http://www.nlog.nl/nl/home/NLOGPortal.html); cijfers in miljarden m<sup>3</sup> Groningen equivalenten

Uit deze tabel blijkt dat het Groningenveld en de gasopslagen een belangrijke rol vervullen bij het voorzien in de vraag naar flexibiliteit die zowel uit het binnen- als het buitenland afkomstig is. Het niveau van de gaslevering ligt voor zowel de distributienetten als de export in de wintermaanden aanzienlijk hoger dan in de zomermaanden.

Een andere indicatie van het belang van de Groningse gasproductie als leverancier van flexibiliteit volgt uit onderstaande figuur die weergeeft welke flexibiliteit wordt geleverd door de productiebronnen van het VK (het continentaal plat), Noorwegen (de velden Troll en Omen Lange) en Nederland (het Groningenveld). Flexibiliteit is hierbij gedefinieerd als de hoeveelheid gas die in wintermaanden extra wordt geleverd ten opzichte van zomermaanden.

<sup>8</sup> Dit betreft de totale hoeveelheid gas uit de winningsvergunning Groningen, deze omvat naast het Groningenveld ook een beperkte hoeveelheid gas uit kleine velden.

<sup>9</sup> De cijfers voor de bergingen zijn inclusief het vullen van de gasopslag Bergermeer die medio 2014 in productie wordt genomen.



Bron: European Gas - IHS CERA Roundtable, 28 november 2012: Flexibility provided by Northwest European gas production

De fluctuatie in de vraag naar laagcalorisch gas wordt tot op heden grotendeels opgevangen door het op- en afregelen van de productie uit het Groningenveld gecombineerd met de inzet van gasopslagen. Echter, zoals blijkt uit bovenstaande figuur, zal het Groningenveld over een aantal jaren (rond 2020) niet meer zo flexibel kunnen worden ingezet. Mede vanuit die optiek is besloten om zowel het (werk)volume als de (uitzend)capaciteit van de gasopslag Norg tussen nu en 2016-2017 flink uit te breiden. Het werkvolume neemt toe van 3 tot 7 miljard m<sup>3</sup> en de uitzendcapaciteit van 50 tot 76 of 96 miljoen m<sup>3</sup>/dag.

Daarnaast zijn er andere opslagen in Nederland of net over de grens in Duitsland die voorzien in de vraag naar flexibiliteit. Een andere bron van flexibiliteit wordt gevormd door LNG. Ook handelsplaatsen kunnen hier een rol spelen aangezien daar steeds meer gas wordt afgeleverd in de vorm van korte termijn producten (zie hiervoor).

Thans is er dan ook sprake van concurrentie tussen middelen/leveranciers van flexibiliteit hetgeen onder meer tot uitdrukking komt in het geringe prijsverschil tussen gas dat 's zomers wordt geleverd en gas dat 's winters wordt geleverd.

## 2. Ontwikkelingen Noordwest-Europese gasvoorziening in relatie tot Nederland

### Het belang van gas voor de energievoorziening

Met de ontdekking van het Groningenveld in 1959 en de daarop volgende uitrol van een fijnmazige gasinfrastructuur over in eerste instantie Nederland en (kort) daarna in andere Noordwest-Europese landen, heeft het gebruik van gas een enorme vlucht genomen in deze regio, in de eerste plaats in Nederland zelf. Weliswaar werd er ook voor 1959 in Nederland gas geproduceerd en gebruikt, maar daarbij ging het om zeer beperkte hoeveelheden. Zo bedroeg de gasproductie in 1959 300 miljoen m<sup>3</sup> (2013: 74 miljard m<sup>3</sup>) en was het aandeel van gas in het Nederlandse energieverbruik 1,2%. Thans ligt dit percentage, zowel in Nederland als in elders in Noordwest-Europa veel hoger en is gas niet meer weg te denken uit de Noordwest-Europese energieuishouding, zeker niet op de korte tot middellange termijn. Dit laatste ook doordat gas in de meeste Noordwest-Europese landen een belangrijke rol speelt bij de elektriciteitsproductie.

	Aandeel gas in primaire energieconsumptie	Aandeel gas in elektriciteitsproductie	Aandeel gas in finale energieconsumptie
België	27,6%	34,9%	30,5%
Denemarken	23,0%	20,4%	11,6%
Duitsland	21,8%	15,4%	24,8%
Frankrijk	15,8%	4,7%	20,4%
Nederland	45,2%	65,5%	41,5%
Verenigd Koninkrijk	39,9%	46,2%	32,8%

bron: <http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/2012-country-factsheets.pdf>



### Ontwikkeling van de gasvraag

Voor Noordwest-Europa wordt de volgende ontwikkeling van de gasvraag verwacht:

Gasvraag Noordwest-Europa	2014	2019	2024
België	19	21	23
Denemarken	6	6	7
Duitsland	92	90	92
Frankrijk	52	52	54
Verenigd Koninkrijk	91	91	86
Nederland	45	46	47
Totaal gasvraag Noordwest-Europa	305	306	309

Bron: IHS CERA; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> en omgerekend naar Groningen equivalenten

De Noordwest-Europese gasvraag lijkt voor de komende 10 jaar min of meer stabiel te blijven. Uit de achterliggende gegevens blijkt wel dat het gebruik door huishoudens en op de klein zakelijke markt naar verwachting licht zal dalen, dat het industrieel gebruik ongeveer gelijk blijft en dat het gebruik van gas voor elektriciteitsproductie zal stijgen. Dit laatste is uiteraard afhankelijk van de ontwikkeling van de gasprijs ten opzichte van (eventuele) alternatieven en de rol die gas zal spelen in de transitie naar een duurzame energiehuishouding.

Dit beeld komt overeen met de verwachte ontwikkeling van de binnenlandse vraag.

### Ontwikkelingen in het aanbod

Voor Noordwest-Europa wordt de volgende ontwikkeling van het gasaanbod verwacht:

Gasaanbod Noordwest-Europa	2014	2019	2024
• productie Nederland	71	57	39
• productie Verenigd Koninkrijk	47	38	28
• productie Denemarken en Duitsland	15	12	9
Subtotaal: productie Noordwest-Europa	133	107	76
• aanvoer Noors gas	101	103	99
• aanvoer Russisch gas	58	56	70
• aanvoer LNG	29	46	60
Totaal gasaanbod Noordwest-Europa <sup>10</sup>	321	312	305

Bron: IHS CERA; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> en omgerekend naar Groningen equivalenten

Ten aanzien van de Nederlandse productie wordt de volgende ontwikkeling verwacht:

Ontwikkeling gasproductie Nederland	2014	2019	2024
• Groningenveld	47	41	29
• Kleine velden	24	16	10
Totaal	71	57	39

Bron: Delfstoffen en aardwarmte in Nederland – Jaarverslag 2012; TNO in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> Groningen equivalenten

Het beeld van het Nederlandse productie komt overeen met dat van Noordwest-Europa als totaal en laat een duidelijk dalende lijn zien.

---

<sup>10</sup> Dat de vraag en het aanbod getalsmatig niet 100% overeen komen komt doordat Noordwest-Europa een open gasmarkt kent waarbij ook gas wordt ontvangen uit en geleverd aan andere delen van Europa.

### Confrontatie vraag en aanbod

Bovenstaande cijfers laten zien dat de Noordwest-Europese productie in het komende decennium sterk afneemt. Dit zal moeten worden opgevangen door aanvullende aanvoer van Russisch gas en LNG aangezien de vraag gelijk blijft en er weinig tot geen rek lijkt te zitten in de importen vanuit Noorwegen. Volgens de thans beschikbare gegevens is dit geen onoverkomelijk probleem. Met de aanleg van Nord Stream is de capaciteit om Russisch gas naar Noordwest-Europa te vervoeren toegenomen en het voornemen bestaat om deze capaciteit nog verder te vergroten (aanleg Nord Stream 3 en 4). Dit wijst erop dat er aanvullend Russisch gas beschikbaar is.

Wat betreft LNG geldt dat de capaciteit van de LNG-terminals van Noordwest-Europa de laatste jaren beperkt is benut. Dat, gecombineerd met een vergroot aanbod van LNG op de wereldmarkt als gevolg van ontwikkelingen in de Verenigde Staten, Australië en Oost-Afrika, leidt er toe dat er mogelijkheden zijn om meer LNG aan te (laten) voeren.

Er lijkt dus voldoende gas beschikbaar te zijn voor Noordwest-Europa. Dit gas dient echter nog wel te worden gekocht c.q. gecontracteerd door partijen die actief zijn op de Noordwest-Europese groothandelsmarkt en het gas hier aan toe willen en kunnen halen. Ook dient de benodigde transportcapaciteit beschikbaar te zijn en te worden gecontracteerd.

Voor Nederland ontstaat voor de komende jaren het volgende beeld ten aanzien van de vraag naar en het aanbod van gas:

Nederlandse gasbalans	2014	2019	2024
• productie	71	57	39
• import	27	28	32
totaal	98	85	71
• binnenlandse consumptie	45	45	47
• export	53	40	24
totaal	98	85	71

Bron: IHS CERA; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> en omgerekend naar Groningen equivalenten

Hieruit blijkt dat Nederland volgens de huidige ramingen en aannames tegen 2024 de omslag zal maken van netto-exporteur van gas naar netto-importeur.

### **3. Wet- en regelgeving**

#### Regulering van de Groningenproductie

In Nederland wordt gas geproduceerd uit het Groningenveld en daarnaast uit meer dan 200 kleine velden. In het kader van het planmatig beheer van gasvoorkomens heeft de Minister van de Economische Zaken de mogelijkheid om een plafond op de verkopen van Groningengas te leggen opdat de productie van de kleine velden kan worden ingepast. Op grond van de Gaswet (artikel 55) dient de Minister van Economische Zaken tenminste eenmaal in de vijf jaar vast te stellen hoeveel gas uit het Groningenveld mag worden gewonnen. Daarbij dient te worden aangegeven welke hoeveelheid gas de komende tien jaar ten hoogste gemiddeld per jaar mag worden gewonnen. Dit Groningenplafond is voor het laatst in januari 2011 vastgesteld en toen voor de periode 2011 t/m 2020 gelimiteerd op 425 miljard m<sup>3</sup> vermeerderd met 24,5 miljard m<sup>3</sup> die was overgebleven uit de productieruimte 2006 t/m 2010. Met de vaststelling van het plafond richt de Minister van Economische Zaken zich direct tot GasTerra gezien de daar neergelegde kleine velden taak en indirect tot NAM als exploitant van het Groningenveld.

Voor het opleggen van een productiebeperking is het plafond niet het geëigende instrument omdat een productiebeperking niet kan worden gerechtvaardigd vanuit het kleine velden beleid. Indien tot een productiebeperking wordt besloten dient aansluiting te worden gezocht bij de Mijnbouwwet en meer in het bijzonder bij de artikelen 36 en 50.

Artikel 36 van de Mijnbouwwet bepaalt dat de Minister van Economische Zaken zijn instemming met het winningsplan kan intrekken of de daaraan verbonden beperkingen en voorschriften kan wijzigen als het risico van schade ten gevolge van beweging van de aardbodem hem daartoe aanleiding geeft.

Artikel 50 van de Mijnbouwwet geeft aan dat de Minister van Economische Zaken bepaalde maatregelen ten aanzien van de winning kan voorschrijven als hij dat nodig acht ter bescherming van de veiligheid en/of ter beperking van schade ten gevolge van beweging van de aardbodem. Tegen een besluit van de minister kan bezwaar en beroep worden aangetekend.

#### Kwaliteitsconversie

Om ervoor te zorgen dat marktpartijen zich kunnen concentreren op (het functioneren van) de markt en zich niet hoeven te bekommeren over kwaliteitsverschillen in hun handelsportfolio, is ervoor gekozen om kwaliteitsconversie een wettelijke taak van GTS te maken (Gaswet, artikel 10a, lid 1 onder c.). Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen het omzetten van laagcalorisch gas naar hoogcalorisch gas en omgekeerd. Er geldt dat het omzetten van laagcalorisch gas naar hoogcalorisch gas alleen dient plaats te vinden indien en voor zover er hoogcalorisch gas voor omzetting beschikbaar is. Het omzetten van hoogcalorisch gas naar laagcalorisch gas dient in principe altijd te kunnen gebeuren.

De reden voor dit verschil is dat conversie van laag- naar hoogcalorisch alleen kan door middel van een administratieve uitruil en daarmee sterk afhankelijk is van het aanbod van hoogcalorisch gas, terwijl conversie van hoog- naar laagcalorisch ook langs fysieke weg kan door middel van het toevoegen van stikstof.

Uitgangspunt is dus dat GTS altijd voldoende middelen heeft c.q. ter beschikking moet hebben om hoogcalorisch gas om te zetten naar laagcalorisch gas. Mocht GTS toch tegen de grenzen van de maximaal mogelijke kwaliteitsconversie aanloopt dan zal GTS, bij gebrek aan ander gasaanbod, moeten overgaan tot het 'afschakelen' van afnemers. Tijdens de parlementaire behandeling van de Gaswet is hierover opgemerkt: "Mocht de conversiecapaciteit toch niet toereikend zijn dan zal de netbeheerder van het landelijk gastransportnet partijen vragen om laagcalorische gasproductie te verhogen of gebruikers, zoals op laagcalorisch gas gestookte industrieën en elektriciteitscentrales, om af te schakelen. Dit valt onder de zogenaamde 'noodmaatregelen'."<sup>11</sup>.

Deze noodmaatregelen zijn terug te vinden de Transportvoorwaarden Gas - LNB<sup>12</sup> en geven GTS onder meer de mogelijkheid om bindende aanwijzingen te geven aan transporteurs van gas en beheerders van opslag- en LNG-installaties.

#### De Europese dimensie

Als gevolg van de sinds het eind van de 20<sup>ste</sup> eeuw in gang gezette liberalisatie van de gasmarkten in de Europese Unie en de gasrotonde strategie, beschikt Nederland over een open gasmarkt. Binnen de capaciteitsmogelijkheden van het transportnet kan gas vrij van en naar Nederland stromen. De mate waarin dit gebeurt wordt bepaald door handelaren die mede op basis van prijssignalen handelen in gas. De mogelijkheden om daarin in te grijpen en vanuit de overheid sturing te geven aan de gasstromen zijn uiterst beperkt. Verder stelt de Europese Verordening leveringszekerheid gas dat (ook) in het geval zich een ernstige verstoring van de gasvoorziening voordoet de lidstaten ervoor dienen te zorgen dat:

- er geen maatregelen worden genomen die de gasstroom binnen de interne markt op enig moment onnodig beperken;
- er geen maatregelen worden genomen die de gasleveringssituatie in een andere lidstaat ernstig in gevaar zouden kunnen brengen<sup>13</sup>.

Daarnaast geldt op grond van artikel 35 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU) dat kwantitatieve uitvoerbeperkingen tussen lidstaten verboden zijn. Hieruit volgt dat het niet mogelijk is om de uitvoer van gas te beperken, tenzij de binnenlandse levering op overeenkomstige wijze wordt beperkt. Bij een productiebeperking mag dus geen onderscheid worden gemaakt tussen binnen- en buitenlandse afnemers<sup>14</sup>.

---

<sup>11</sup> Kamerstukken II, 31 904, nr. 7, p. 12

<sup>12</sup> Transportvoorwaarden Gas – LNB per 12 juni 2012; zie artikel 4.1.4.4.

<sup>13</sup> Verordening (EU) nr. 994/2010 van het Europees Parlement en de Raad van 20 oktober 2010 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gaslevering en houdende intrekking van Richtlijn 2004/67/EG van de Raad

<sup>14</sup> Dit volgt ook andere Europese bepalingen, zoals artikel 102, VWEU

### Leveringszekerheid

Aparte aandacht vraagt de leveringszekerheid van met name kleinverbruikers. Hieronder vallen alle afnemers van gas die beschikken over een aansluiting op een net met een totale maximale doorlaatwaarde van 40 m<sup>3</sup> per uur (Gaswet, artikel 43, eerste lid). Dit omvat alle huishoudelijke afnemers en een aanzienlijk deel van het midden- en kleinbedrijf.

In de Gaswet (artikel 10a, eerste lid, onderdeel a) is bepaald dat GTS, als netbeheerder van het landelijk gastransportnet, tot taak heeft voorzieningen te treffen in verband met de leveringszekerheid. Dit is nader uitgewerkt in het Besluit leveringszekerheid Gaswet<sup>15</sup>, waarin onder meer is bepaald dat GTS de verantwoordelijkheid heeft om het volume en de capaciteit te reserveren voor de extra gasvraag van kleinverbruikers tijdens extreem koude dagen. Hiervan is sprake wanneer de effectieve etmaaltemperatuur lager dan -9 °C wordt. Deze voorzieningen die de netbeheerder van het landelijk gastransportnet treft, stellen de vergunninghouders voor de levering van gas aan kleinverbruikers in staat een complete levering tot en met min 17 graden Celsius voor kleinverbruikers te verzorgen, dit conform de uitgangspunten en vereisten van de leveringsvergunning. De norm van -17 °C is een situatie die zich eens in de 50 jaar voordoet.

In het kader van een mogelijke productiebeperking en omdat alle Nederlandse kleinverbruikers gebruik maken van laagcalorisch gas kan het wenselijk zijn deze bepalingen opnieuw tegen het licht te houden en toezicht en handhaving mogelijk aan te scherpen. Dit om er voor te zorgen dat de levering aan kleinverbruikers niet in gevaar komt, ook niet tijdens extreem koude dagen.

## **4. Resultaten van de onderzoeken**

### Onderzoek 7: kwaliteitsconversie

Door GTS is onderzocht met welke hoeveelheid het te produceren volume aan Groningengas kan worden verminderd door in te zetten op maximale verrijking en maximale inzet van de conversie-installaties, zonder dat de leveringszekerheid in gevaar komt. GTS heeft daarbij gekeken naar twee scenario's: een scenario dat is gericht op het maximaal terug brengen van de Groningenproductie en een scenario waarin de Groningenproductie zo gelijk mogelijk over het jaar is verdeeld (het 'vlakke' scenario).

GTS is daarbij uitgegaan van de Nederlandse vraag naar laagcalorisch gas en is voor de levering van laagcalorisch gas aan België, Duitsland en Frankrijk uitgegaan van de bij haar geboekte exportcapaciteit. Dit laatste geeft een afspiegeling van de langjarige exportcontracten voor laagcalorisch gas van GasTerra en houdt rekening met afbouw van de Duitse markt voor laagcalorisch gas vanaf 2020.

Daarnaast is gekeken naar verschillende temperatuurprofielen, dit omdat in een koud jaar de vraag naar laagcalorisch gas aanzienlijk hoger ligt dan in een warm jaar. Dit verschil kan oplopen tot 10 miljard m<sup>3</sup>.

Een andere bepalende variabele is de Wobbe-index van het in te zetten hoogcalorisch gas, want:

- Bij een hogere Wobbe-index kan het minder worden ingezet voor verrijking (en is er meer Groningengas nodig om tot dezelfde hoeveelheid laagcalorisch gas te komen). Dit kan leiden tot een mindere inzet van hoogcalorisch gas van 2 miljard m<sup>3</sup>.
- Bij een hogere Wobbe-index is er meer stikstof nodig voor de conversie waardoor er, gegeven de hoeveelheid stikstof, minder hoogcalorisch gas kan worden geconverteerd. Dit kan leiden tot een mindere inzet van hoogcalorisch gas van 4 miljard m<sup>3</sup>.

Onderstaande tabellen geven een samenvatting van de resultaten van het onderzoek in miljarden m<sup>3</sup> per jaar. Het gaat daarbij om de hoeveelheden Groningengas en hoogcalorisch gas die nodig zijn om te voldoen aan de Noordwest-Europese behoefte aan laagcalorisch gas. De eerste tabel geeft de bandbreedtes bij maximale inzet van de conversie-installaties. De tweede tabel heeft de bandbreedtes bij het vlakke scenario.

---

<sup>15</sup> Besluit van 13 april 2004, houdende regels inzake voorzieningen in verband met de leveringszekerheid (Besluit leveringszekerheid Gaswet), Stb. 2004, 170

Bandbreedtes bij maximale inzet conversie-installaties		
	Te converteren hoogcalorisch gas	Groningengas
2014	19 – 23	21 – 35
2019	19 – 23	20 – 35
2024	20 – 29	14 – 22

Bron: Mogelijkheden kwaliteitsconversie en gevolgen voor de leveringszekerheid – Resultaten onderzoek 7; GTS; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> Groningen equivalenten

Bandbreedtes bij het vlakke scenario		
	Te converteren hoogcalorisch gas	Groningengas
2014	9 – 12	34 – 42
2019	8 – 15	35 – 39
2024	9 – 17	29 – 30

Bron: Mogelijkheden kwaliteitsconversie en gevolgen voor de leveringszekerheid – Resultaten onderzoek 7; GTS; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> Groningen equivalenten

Hieruit valt af te leiden dat een productiebeperking op Groningen mogelijk is, maar wel wordt gekenmerkt door een grote bandbreedte. Indien het noodzakelijk wordt geacht dat Groningen zo vlak mogelijk produceert dan is slechts een zeer geringe beperking van de productie mogelijk. De reden hiervoor is dat om een zo vlak mogelijke productie te bereiken de conversie-installaties niet continu kunnen/zullen draaien en in de zomer grotendeels uit zullen staan. Dit alles vanwege het temperatuurprofiel dat kenmerkend is voor de consumptie van Groningengas (zie hiervoor).

Bij en naar aanleiding van de studie valt verder nog het volgende op te merken:

- Per 2020 zal een aanvullende conversie-installatie nodig zijn. Gezien de noodzakelijke aanlooptijd (vergunningetraject; bouw) dient een beslissing daarover in de loop van 2014 te worden genomen.
- GTS geeft aan dat het van belang is dat in het geval van een productiebeperking het Groningenveld als back-up faciliteit kan en mag functioneren, bijvoorbeeld om het onverhoopt uitvallen van één of meer conversie-installaties te kunnen opvangen.
- De uitkomsten zijn gebaseerd op theoretische modellen en gaan er vanuit dat er gashandelaren zijn die aanvullend hoogcalorisch gas contracteren en naar Nederland brengen. GTS geeft daarbij aan dat op de grenspunten nog voldoende capaciteit beschikbaar is om de benodigde hoeveelheid hoogcalorisch gas te importeren.

#### Onderzoek 8: effecten voor de rijksbegroting

De gasproductie vormt een belangrijke bron van inkomsten voor de Nederlandse Staat. In de afgelopen jaren lag de omvang van de aardgasbaten rond de € 12 – 14 miljard per jaar waarvan € 10 – 12 miljard afkomstig was uit de opbrengt van Groningengas.<sup>16</sup> Een eventuele productiebeperking kan dus substantiële gevolgen hebben voor de rijksbegroting. In het kader van onderzoek 8 is nagegaan hoe groot deze gevolgen kunnen zijn.

Voor een viertal scenario's is berekend wat het effect op de aardgasbaten zou zijn ten opzichte van de situatie dat er geen productiebeperking wordt vastgesteld. Bij de uitwerking van deze scenario's is een aantal aannames gedaan ten aanzien van het mogelijke effect op de gasprijs, dit vanuit de gedachte dat een reductie van het Nederlandse aanbod kan leiden tot een prijsstijging op de Noordwest-Europese gasmarkt. Aangenomen is dat:

- Een eventuele prijsstijging beperkt van omvang zal zijn. Dat Groningen op termijn minder gaat produceren en de mogelijkheid van een productiebeperking zijn al enige tijd bekend in de markt. Dit heeft echter niet geleid tot hogere forward prijzen. Integendeel, de forward prijs ligt momenteel onder de huidige dagprijs.
- Er voldoende (extra) aanbod is om een productiebeperking van 10 miljard m<sup>3</sup>/jaar op te vangen zonder dat dit leidt tot een prijsstijging. Dit aanbod kan worden gevonden in Russisch gas en LNG (zie hiervoor).

<sup>16</sup> Over de verkopen van Groningengas incasseert de Staat ca. 85% tot 90% van de totale opbrengst. Over de verkopen van gas uit kleine velden ca. 65%. Deze percentages zijn inclusief het 40% aandeel van EBN.

- Een productiebeperking van meer dan 10 miljard m<sup>3</sup>/jaar kan leiden tot een prijsstijging, maar dat deze wordt beperkt doordat deze tevens zal leiden tot extra aanbod. Bij producenten, in de markt en in het transportsysteem is daarvoor ruimte aanwezig.

Dit leidt tot het volgende berekende effect op de aardgasbaten (bedragen in € miljard):

	2014	2019	2024
Omvang aardgasbaten bij geen productiebeperking	13,0	9,5	6,5
Effect op de aardgasbaten bij een productiebeperking tot:			
• 40 miljard m <sup>3</sup> /jaar	-1,6	-0,2	0,2
• 35 miljard m <sup>3</sup> /jaar	-2,5	-1,2	0,9
• 30 miljard m <sup>3</sup> /jaar	-3,1	-2,2	0,2
• 20 miljard m <sup>3</sup> /jaar	-4,6	-4,0	-1,8

Bron: Rapport inzake onderzoek 8; Ministerie van Economische Zaken

Indien er door een productiebeperking geen prijsstijging optreedt zijn de effecten op de aardgasbaten min of meer gelijk aan die in bovenstaande tabel. Dit met uitzondering van:

- bij 30 miljard m<sup>3</sup> wordt in 2014 de tegenvaller € 0,5 miljard hoger;
- bij 20 miljard m<sup>3</sup> wordt in 2014 de tegenvaller € 1,5 miljard hoger.

#### Onderzoek 9: leveringsverplichtingen Groningengas

Een groot deel van het Nederlandse gas is door GasTerra op basis van langjarige contracten verkocht aan de ons omringende landen België, Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. Daarnaast is er ook nog gas verkocht aan Italië en Zwitserland. Vrijwel al deze contracten lopen tot tenminste 2020 en sommige lopen zelfs door richting 2030<sup>17</sup>.

Alle contracten bevatten bepalingen ten aanzien van de hoeveelheid gas die een klant in een jaar minimaal moet en maximaal mag afnemen. Daarmee komt de (weliswaar afnemende) flexibiliteit van de Nederlandse gasproductie ook tot uitdrukking in de lange termijn contracten van GasTerra. Gesommeerd over alle contracten ontstaat het volgende beeld:

	2014	2019	2024
Laagcalorisch gas minimaal	30	28	24
Laagcalorisch gas maximaal	35	32	27
Hoogcalorisch gas minimaal	19	4	-
Hoogcalorisch gas maximaal	25	6	-
Totaal minimaal	49	33	24
Totaal maximaal	60	38	27

Bron: Rapport inzake onderzoek 9; GasTerra; cijfers in miljarden m<sup>3</sup> Groningen equivalenten

GasTerra is nagegaan in welke mate zij haar langjarige contracten moet nakomen c.q. wat de consequenties zijn van het eventueel niet nakomen. Uit dit onderzoek komt naar voren dat de contracten geen ontbindende voorwaarden kennen waar GasTerra ingeval van een productiebeperking een beroep op kan doen. De contracten bevatten wel een regeling omtrent overmacht waarin onder meer wordt bepaald dat overheidsmaatregelen kwalificeren als overmacht. Het is echter zeer onzeker of GasTerra ingeval van een productiebeperking een beroep op overmacht kan doen, zeker als zij dan nog wel gas blijft leveren aan de binnenlandse markt, een markt waarvoor geen langjarige leveringscontracten zijn gesloten. De kans dat dit strijdig wordt geacht met het Europees recht is groot en kan er toe leiden dat GasTerra met schadeclaims wordt geconfronteerd.

Verder is niet uit te sluiten dat GasTerra contractueel gedwongen is om een besluit tot een productiebeperking juridisch aan te vechten.

<sup>17</sup> Onder deze contracten is laagcalorisch gas verkocht aan afnemers in België, Duitsland en Frankrijk en hoogcalorisch gas aan afnemers in alle genoemde landen.

Overigens geldt dat GasTerra niet verplicht is om Groningengas (dat wil zeggen gas uit het Groningenveld) te leveren. GasTerra is gehouden om gas te leveren dat voldoet aan de contractueel overeengekomen specificaties en kan daarin, in geval van laagcalorisch gas, ook voorzien door elders hoogcalorisch gas in te kopen en dat te laten converteren. Dit uiteraard binnen de grenzen van de daarvoor bestaande mogelijkheden.

In aansluiting op de vraag naar het nakomen van haar langjarige contracten, is GasTerra nagegaan welke andere, meer commerciële mogelijkheden zij heeft om de contractueel overeengekomen leveringen te beperken door heronderhandelingen. De mate waarin dit mogelijk is afhankelijk van de mate waarin en de condities waaronder de afnemer bereid is daarin mee te gaan.

De inschatting van GasTerra is dat hierbij onderscheid moet worden gemaakt laagcalorisch gas en hoogcalorisch gas. Bij afnemers van laagcalorisch gas zal weinig tot geen bereidheid bestaan om te komen tot aanpassing van de contracten. De behoefte aan laagcalorisch gas verandert immers niet en andere mogelijkheden om daarin te voorzien zijn niet of nauwelijks voorhanden. Bij afnemers van hoogcalorisch gas kan dit anders liggen omdat zij waarschijnlijk wel in staat zijn om gas te betrekken van andere verkopers.

Het is aan GasTerra om dit verder uit te werken en zo tot een indicatie te komen van het volume aan hoogcalorisch gas dat kan worden 'teruggenomen' en daarmee beschikbaar kan komen voor conversie naar laagcalorisch gas.

Een punt van aandacht is de wisselwerking tussen GasTerra en GTS. Weliswaar wordt het gas verkocht door gashandelaar GasTerra en vervult GTS 'alleen' de ondersteunende transportfunctie, maar in de praktijk kan dit op enig moment toch samen komen. Dit kan/zal zich voordoen indien GTS te weinig laagcalorisch gas in haar netwerk heeft om te voldoen aan de vraag. In dit geval zal zij (mogelijk) afnemers moeten 'afschakelen' (zie hiervoor). GTS kan er in dat geval voor kiezen om minder of geen laagcalorisch gas te leveren op grenspunten en dat kan weer ten koste gaan van de contractuele verplichtingen van GasTerra, maar roept ook de vraag op of dit wel is toegestaan gezien de Europese dimensie (zie hiervoor).

## **5. Mogelijkheden en consequenties van een productiebeperking op Groningen: de onderzoeksvragen**

Voor de onderzoeken 7, 8 en 9 zijn de volgende onderzoeksvragen gedefinieerd (zie inleiding):

- in welke mate kan het eventueel beperken van de productie van Groningengas worden opgevangen door de inzet van gas uit andere bronnen zonder dat de leveringszekerheid in gevaar komt;
- wat zijn de bestaande, reeds aangegane verplichtingen voor de levering van Nederlands gas en zijn er omstandigheden waaronder deze verplichtingen niet of slechts beperkt hoeven te worden nagekomen;
- wat zijn de gevolgen van het eventueel beperken van de productie van Groningengas en het niet of slechts beperkt nakomen van reeds aangegane leveringsverplichtingen voor de rijksbegroting.

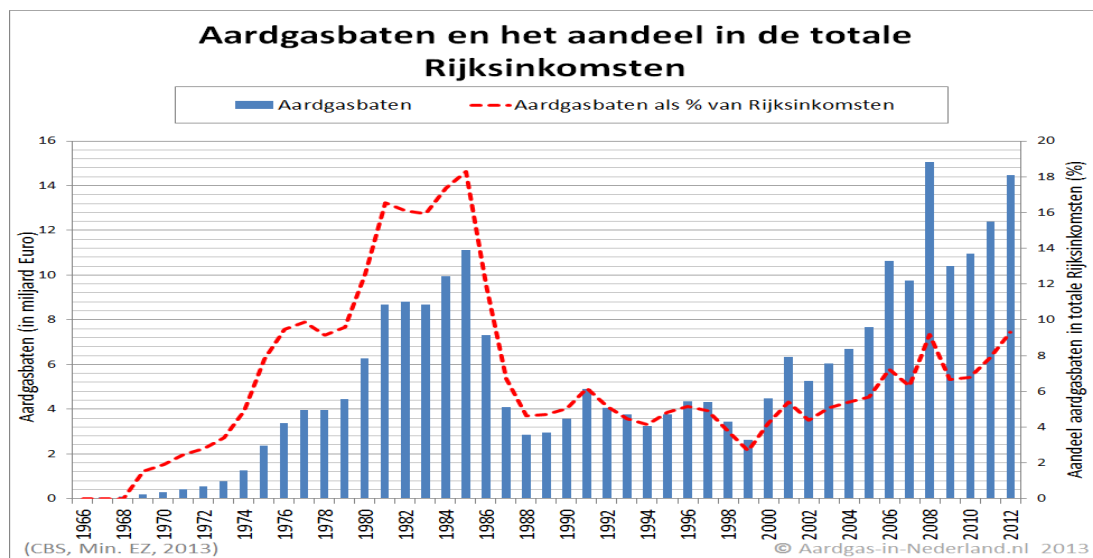
In het navolgende worden deze vragen beantwoord waarbij is rekening met de volgende aandachtspunten:

- Het belang van het Nederlandse aardgas en met name het Groningengas voor de Noordwest-Europese energievoorziening. Gas uit Nederland wordt niet alleen in eigen land geconsumeerd maar ook in België, Duitsland, Frankrijk, Italië, het Verenigd Koninkrijk en Zwitserland. Veranderingen in de Nederlandse gasproductie hebben dan ook effect op de energiehuishouding van deze landen en daarmee ook op de Noordwest-Europese gasmarkt. Europese wet- en regelgeving stelt dat er geen maatregelen mogen worden genomen die de gasleveringssituatie in andere lidstaten in gevaar kunnen brengen. Ook is het niet mogelijk om de gaslevering aan buitenlandse afnemers te beperken zonder de binnenlandse levering op overeenkomstige wijze te beperken.
- Het Groningenveld is de grootste bron van laagcalorisch gas. Landen die laagcalorisch gas gebruiken (Nederland, België, Duitsland en Frankrijk) zijn zeer afhankelijk van de productie van Groningengas aangezien het Groningenveld veruit de grootste bron is van laagcalorisch

gas en dit gas niet zonder meer kan worden vervangen door gas uit andere bronnen. Dit omdat het Groningengas laagcalorisch gas is en het mogelijk vervangende gas per definitie hoogcalorisch gas is. Hoogcalorisch gas kan alleen door middel van kwaliteitsconversie geschikt worden gemaakt voor gebruik in laagcalorische gastoestellen. De capaciteit van de daarvoor beschikbare installaties kent zijn grenzen en uitbreiden vergt een doorlooptijd van ca. vijf jaar. Alternatief is het ombouwen van de gasmarkt van laagcalorisch gas naar hoogcalorisch gas. Dit betekent dat alle gastoestellen op enig moment geschikt moeten zijn voor het gebruik van hoogcalorisch gas. Hiermee kunnen evenwel aanzienlijke kosten zijn gemoeid als dit op al op korte termijn zou moeten gebeuren en niet via de normale vervangingsmarkt kan plaatsvinden. Ook zou dit de afzetmarkt voor Groningengas kunnen inperken.

- Het Groningengas wordt in zeer belangrijke mate gebruikt door huishoudelijke afnemers, afnemers waarvan het vraagpatroon sterk temperatuurafhankelijk is. Dit leidt ertoe dat de vraag naar Groningengas in de winter bijna drie keer zo hoog is als in de zomer. Deze fluctuaties in de vraag kan worden geaccommodeerd door te variëren in de productie van Groningengas en met behulp van de gasopslagen. Het gaat dan eerst en vooral om de gasopslagen die laagcalorisch gas herbergen, te weten Norg (eigendom van NAM) en Alkmaar (eigendom van Taqa). Blijvende beschikbaarheid van deze opslagen (incl. de voorgenomen uitbreiding van Norg) is belangrijk voor de leveringszekerheid.
- Het belang voor de Nederlandse Staat. De afgelopen jaren lag de omvang van de aardgasbaten rond de € 14 miljard per jaar waarvan ca. € 11 miljard valt toe te rekenen aan het Groningengas. Daarmee zorgden de aardgasbaten in de afgelopen jaren voor 5% tot 10% van de inkomsten van de Staat.

Over de afgelopen jaren laten de aardgasbaten de volgende ontwikkeling zien:



Bron: CBS, Ministerie van Economische Zaken

Hieruit volgt dat de aardgasbaten sinds 2005 sterk zijn gestegen. Dit vooral als gevolg van een stijgende gasprijs en een groter aandeel Groningengas in de totale gasverkoop. Dit laatste is het gevolg van dalende productie uit kleine velden en de dalende Duitse productie van laagcalorisch gas.

Dit alles leidt tot het volgende t.a.v. de onderzoeksvragen.

#### Productiebeperking Groningen

Uit het onderzoek van GTS blijkt dat het beperken van de Groningenproductie tot een niveau dat ligt tussen de 35 en 30 miljard m<sup>3</sup> per jaar mogelijk is zonder dat dit hoeft te leiden tot problemen met de leveringszekerheid van laagcalorisch gas in Nederland en elders in Noordwest-Europa. Bij een verdergaande productiebeperking zijn problemen met de leveringszekerheid niet uit te sluiten, aangezien dan tegen de grenzen van de conversie-installaties wordt aangelopen en er een fysiek tekort aan laagcalorisch gas zal ontstaan.



Om bij een productiebeperking tot 35 à 30 miljard m<sup>3</sup> per jaar problemen met de leveringszekerheid te voorkomen is het wel noodzakelijk dat er in wintermaanden meer mag worden geproduceerd dan in zomermaanden en dat er tijdelijk meer mag worden geproduceerd in geval van een koud jaar en/of wanneer er veel hoogcalorisch gas met een hoge Wobbe-index voor conversie wordt aangeboden. Dit zijn beide zaken die pas achteraf kunnen worden vastgesteld. Mocht blijken dat het vooral noodzakelijk is dat Groningen zo vlak mogelijk over het jaar gaat produceren dan kan een veel minder grote beperking te worden vastgesteld.

Een productiebeperking op Groningen zal leiden tot een hogere vraag naar hoogcalorisch gas al is het alleen maar om dat door middel van conversie om te zetten naar laagcalorisch gas. De verwachting is dat er gas voorhanden is voor de Noordwest-Europese markt. Er zit nog ruimte in het aanbod van Russisch gas en daarnaast biedt LNG mogelijkheden. De liquiditeit van de Noordwest-Europese handelsplaatsen kan hier ook behulpzaam zijn. Zo kan GasTerra hoogcalorisch gas inkopen op het NBP (Verenigd Koninkrijk) of PSV (Italië) en dat ter plekke afleveren in plaats van Nederlandse hoogcalorisch gas naar die landen te transporteren. Dat gas kan dan in Nederland blijven en worden geconverteerd naar laagcalorisch gas.

Overwogen kan worden om een eventuele productiebeperking stapsgewijs in te voeren door de productie in een periode van twee à drie jaar terug te brengen tot het wenselijk geachte niveau. Dit geeft de markt (extra) tijd om de terugval in de productie van Groningengas te absorberen.

#### Bestaande verplichtingen

Onderzoek 9 laat zien dat er op basis van langjarig contracten, waarvan het merendeel in de vorige eeuw is afgesloten, reeds aanzienlijke hoeveelheden gas zijn verkocht door GasTerra. Het betreft hier zowel laagcalorisch gas als, in mindere mate, hoogcalorisch gas. Het Groningenveld is voor GasTerra dé bron van laagcalorisch gas. Voor hoogcalorisch gas is GasTerra aangewezen op het hoogcalorisch gas dat haar wordt aangeboden uit kleine velden (door NAM en in het kader van het kleine velden beleid; zie Gaswet, artikel 54) en het gas dat zij importeert.

Een eventuele productiebeperking op Groningen heeft dus direct gevolgen voor GasTerra en zou er zelfs toe kunnen leiden dat GasTerra haar contractuele verplichtingen niet meer kan nakomen ingeval die beperking zo omvangrijk is dat de conversie-installaties deze niet kunnen opvangen. Om dit voor te zijn zou GasTerra kunnen overwegen om haar contractuele verplichtingen te herzien en trachten om tot andere afspraken te komen.

Een andere overweging om de bestaande contracten te herzien is dat het volume aan gas dat daarmee is gemoeid wellicht benodigd is om de levering aan Nederlandse verbruikers niet in gevaar te brengen.

Het valt echter niet te verwachten dat de bestaande contractpartijen van GasTerra bereid zullen zijn om hun contracten voor laagcalorisch gas te herzien. De markt voor laagcalorisch gas zal uiteindelijk fysiek moeten worden beleverd en de mogelijkheden daartoe zijn begrensd door de productie van het Groningenveld, Duitse productie, de maximaal toegestane verrijking en de mogelijkheden van de conversie-installaties. Partijen die dus nu contracten hebben met GasTerra zullen bij wijziging van die contracten op zoek moeten naar andere bronnen van laagcalorisch gas zonder de zekerheid te hebben die ze zullen vinden, zekerheid die zij onder hun huidige contracten wel hebben.

Voor hoogcalorisch gas kan dit anders liggen omdat daar wel alternatieven voor handen zijn. Alhoewel ook daar niet is uit te sluiten dat de contractpartners van GasTerra kiezen voor zekerheid<sup>18</sup>.

Overigens bieden de langjarige contracten GasTerra geen mogelijkheid om deze eenzijdig open te breken. Wel kan GasTerra bij een productiebeperking op Groningen een beroep doen op force majeure als zij daardoor haar verplichtingen niet meer kan nakomen. Maar dit zal ongetwijfeld

---

<sup>18</sup> Datzelfde geldt mogelijk ook voor de contractpartners van andere Nederlandse kleine velden producenten dan NAM. Er zijn immers kleine velden producenten die hun (hoogcalorisch) gas niet verkopen aan GasTerra maar zelf vermarkten, al dan niet via lange termijn contracten.

leiden tot juridische procedures en mag er niet toe leiden dat binnenlandse afnemers worden bevoordeeld ten opzichte van buitenlandse, dat zou in strijd zijn met het Europees recht.

Gevolgen voor de rijksbegroting

De uitkomsten van onderzoek 8 laten zien dat de gevolgen van een productiebeperking aanzienlijk kunnen zijn voor de rijksbegroting, zeker op de korte termijn. Een productiebeperking tot 35 of 30 miljard m<sup>3</sup> per jaar leidt tot respectievelijk € 2,5 en €3,1 miljard minder aardgasbaten in 2014, dit is een daling met 19% tot 24%. Op termijn wordt deze reductie minder, maar dat komt vooral doordat het de verwachting is dat de aardgasbaten na 2017-2018 zullen dalen als gevolg van de dan sowieso dalende Groningenproductie.

Wat de gevolgen voor de rijksbegroting zijn als de aangegane leveringsverplichtingen niet worden nagekomen, is lastiger aan te geven. Uiteraard zal een verminderde afzet van gas leiden tot minder inkomsten en daarmee tot minder aardgasbaten, maar in aanvulling daarop zal het niet nakomen van de leveringsverplichtingen leiden tot schadeclaims. Deze claims zullen in eerste terecht komen bij GasTerra als verkoper van het gas, maar uiteindelijk ook bij de Staat.

Tot slot is het de verwachting dat een productiebeperking slechts tot een beperkte stijging van de gasprijs zal leiden, ook omdat er voldoende extra aanbod lijkt te zijn om een productiebeperking van 10 miljard m<sup>3</sup>/jaar op te vangen. Bovendien is in de markt al lange tijd bekend dat de Groningen op termijn minder gaat produceren en datzelfde geldt voor de mogelijkheid van een productiebeperking. Verondersteld mag dan ook worden dat dit al in de prijs is verwerkt.

= = = = = = = =